

3. Мирчинк М.Ф. и Мкртчян О.М., Трохова А.А., Митрейкин Ю.Б. Палеотектонические и палеогеоморфологические особенности Волго-Уральского доманикового бассейна // Известия АН СССР. Сер. Геол., 1975. – №12. – 9 – 18.
4. Ступакова А.В. и др. Обоснование перспектив нефтегазоносности высокобитуминозных отложений доманикоидного типа (нетрадиционные источники сланцевой нефти) на основе комплексных геолого-геофизических и геохимических исследований на территории Тимано-Печорской НГП. 2015. – 365 с.
5. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти: [Пер. с англ.]. – М.: Мир. – 1981. – 501 с.

ФИЗИКО-ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ Ю₁¹ И Ю₁² ШИНГИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.А. Соснина

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования являются продуктивные пласты Ю₁¹ и Ю₁² Шингинского месторождения. Цель: анализ физико-литологической характеристики и коллекторских свойств пород-коллекторов.

Шингинское нефтяное месторождение административно находится на территории Каргасокского и Парабельского районов Томской области. В тектоническом отношении месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты в Шингинской структуре в пределах Шингинской мезоседловины, в зоне сочленения Нюрольской и Усть-Тымской впадин, Среднеvasюганского и Пудинского мегавалов. Месторождение относится к Пудинскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Пласты Ю₁¹ и Ю₁² выделены в верхней части регионально продуктивного горизонта Ю₁, стратиграфически относятся к надугольной пачке верхнеvasюганской подсвиты оксфордского возраста [1]. Надугольная пачка хорошо выделяется в разрезе, подстилается повсеместно развитым угольным репером У₁, венчающим континентальные отложения межугольной пачки, и перекрывается морскими осадками георгиевской (глауконит-содержащими алевритоглинистыми породами барабинской пачки и глинистыми отложениями) и выше залегающими морскими битуминозными аргиллитами и кремнеаргиллитами баженовской свиты. Надугольная пачка сложена переслаиванием песчано-алевритовых и углисто-глинистых пород общей мощностью 15-29 м, прослеживается повсеместно, песчаные пласты Ю₁¹ и Ю₁² по простиранию не выдержаны, а в северо-восточной части Шингинского поднятия замещаются алевритоглинистыми породами. Накопление осадков надугольной пачки осуществлялось в прибрежно-морских и переходных условиях и связано с вдольбереговыми барами, в пределах которых накапливался песчаный материал, и лагунными фациями, с которыми генетически связаны алевритоглинистые и углистоглинистые осадки. Между собой пласты Ю₁¹ и Ю₁² разделены углисто-глинистым прослоем толщиной 1-5 м.

Пласт Ю₁¹ наиболее выдержан в своде поднятия, в северо-восточном направлении он постепенно замещается глинистыми породами, вплоть до полного выклинивания. Общая толщина пласта меняется от 1,4 м до 22 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0 до 1,4-17,8 м соответственно на северо-востоке и в своде Шингинского поднятия. На кривой самопроизвольной поляризации пласт характеризуется отрицательной аномалией ПС до 75 мВ, согласно описанию керна, сложен серыми мелкозернистыми, иногда среднемелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевритами, содержит прослои аргиллитов с прослойными намывами углисто-глинисто-слюдистого материала, образующие перекрестную косую, волнистую, волнисто-линзовидную, участками горизонтальную слоистость.

Согласно структурным характеристикам песчаники пласта Ю₁¹ относятся к мелкозернистым, реже средне-мелкозернистым разностям с хорошей отсортированностью обломочного материала (коэффициент сортировки, определенный по Траску, $So=1,75-1,83$). По петрографо-минералогическому составу песчаники относятся к полимиктовому типу (граувакковые аркозы) с содержанием кварца – 41,8-46,2%, полевых шпатов – 31,0-39,8%, обломков горных пород – 18,2-23,9% и слюд – 0,2-2,0%. Основным цементирующим компонентом песчаников является каолинит, присутствуют гидрослюды, хлорит и аутигенные минералы: карбонаты (кальцит и сидерит), кварц и пирит.

Пласт Ю₁² сложен песчаниками средне-мелкозернистыми с глинистым, иногда слабо карбонатным цементом. Обломочный материал в них хорошо отсортирован, значения коэффициента сортировки So изменяются от 1,74 до 2,08.

По вещественному составу песчаники пласта Ю₁², как и песчаники пласта Ю₁¹, относятся к граувакковым аркозам, породообразующими компонентами их являются кварц (40,0-42,5%), полевые шпаты (32,7-40,6%) и обломки горных пород (18,7-25,4%), а второстепенными – слюды (0,5-1,9%). Цемент по составу также аналогичен цементу песчаников пласта Ю₁¹. Это позволяет сделать вывод, что в целом по разрезу минералогический состав обломочной и цементной частей пород остается постоянным, вероятно, это обусловлено как единым источником сноса обломочного материала, так и сходством условий седиментации и процессов постседиментационных преобразований пород-коллекторов.

Вместе с тем, отличительной особенностью песчаников пласта Ю₁² является уменьшение количества кварца и повышенная доля обломков полевых шпатов и пород. Вероятно, возрастание доли физически и химического устойчивого кварца над менее устойчивыми обломками полевых шпатов и пород обусловлена более длительной обработкой материала и большей удаленностью области осадконакопления пласта Ю₁¹ от береговой линии. Косвенно это подтверждается и более мелкозернистым гранулометрическим составом и лучшей отсортированностью обломочного материала песчаников, слагающих пласт Ю₁¹.

Фильтрационно-емкостные характеристики пласта Ю₁¹ меняются в широких пределах, преобладают значения от 12 до 18%, максимально достигая 23,8% (рис. 1); газопроницаемость меняется от 1 до 50 мД.

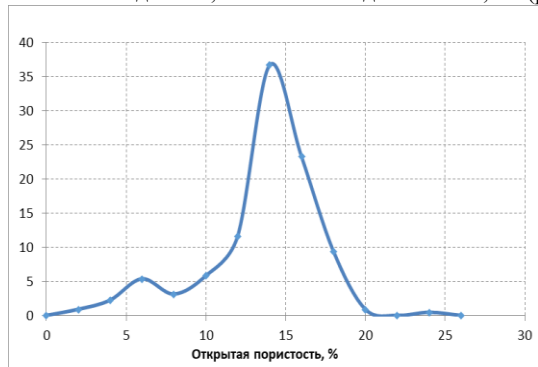


Рис. 1 Распределение открытой пористости пород пласта Ю₁¹ по керну

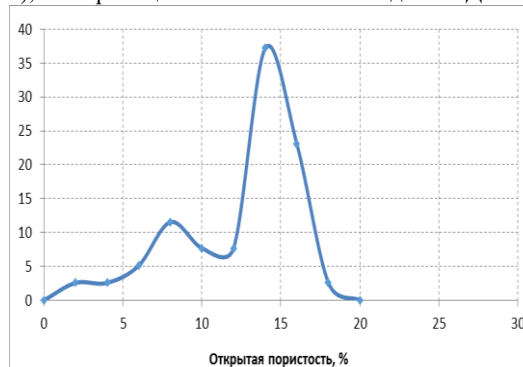


Рис. 2 Распределение открытой пористости пород пласта Ю₁² по керну

Преобладающие значения открытой пористости песчаников пласта Ю₁² находятся в пределах 12-16%, максимально достигая 18% (рис. 2); газопроницаемость меняется от 1 до 10 мД. Сравнительные результаты коллекторов по фильтрационно-емкостным характеристикам показывают более высокие коллекторские свойства и лучшее качество коллекторов пласта Ю₁¹.

Проведенные исследования показали влияние литологических факторов на формирование фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов пластов Ю₁¹ и Ю₁² Шингинского нефтяного месторождения. Выявлено, что повышенными коллекторскими свойствами обладают песчаники пласта Ю₁¹ с менее крупнозернистым гранулометрическим составом, но обладающие лучшей гранулометрической и минералогической отсортированностью материала.

Литература

1. Ежова А.В., Недоливко Н.М. Биостратиграфическое расчленение и индексация средневерхнеюрских продуктивных толщ восточной части Нюрольского осадочного бассейна // Нефтегазовому образованию в Сибири – 50 лет материалы Международной конференции, посвященной 50-летию кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений (горючих ископаемых), Томск, 3-7 сентября 2002 г. – Томск: Изд-во ТГУ, 2002. – С. 26 – 38.

НАФТИДЫ ГИПЕРГЕННОГО РЯДА (КРЫМ)

Б.Е. Спирин

Научный руководитель старший научный сотрудник М.А. Большакова
Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

Нафтиды – это нефть, природный газ и продукты природного преобразования нефтей [1]. В зависимости от характера природных процессов преобразования нефти выделяется несколько генетических рядов нафтидов, в частности гипергенный ряд. Гипергенное воздействие на нефть приводит к тому, что она становится более вязкой – превращается в мальты, которые характеризуются содержанием масел 45-65%, смол 30-40% и 5-15% асфальтенов, далее под воздействием тех же факторов флюид переходит в твердые, но легкоплавкие асфальты, а затем в асфальтиты – твердые, более высокоплавкие углеводородные флюиды [3].

Целью данной работы было проследить изменение состава нефти под воздействием гипергенных факторов.

В качестве объекта исследовались нафтиды гипергенного ряда, отобранные на территории Крымского полуострова около озера Тобечик летом 2018 и 2019 гг. Были изучены образцы нафтидов, отобранных близ заброшенной скважины Чонгелекского месторождения [2] (которое разрабатывалось с середины XIXв.) и близ одного из грязевых вулканов около этого месторождения [4]. Были отобраны образцы нафтидов разной степени гипергенной преобразованности: грязенефтяная эмульсия из жерла грязевого вулкана и около устья заброшенной скважины и образцы нефтенасыщенных пород из точек на разном расстоянии (~50 и 350 м) от источника нафтидов, чтобы иметь возможность оценить различия в молекулярном составе нафтидов разной степени окисленности.

Образцы были доставлены в лабораторию кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, где и были исследованы.

Образцы нефтенасыщенных глинистых грунтов были:

- доведены до воздушно-сухого состояния;
- проэкстрагированы хлороформом (холодная экстракция);
- полученные экстракты были разделены на асфальтены и мальтены;
- мальтены были проанализированы методом газовой хроматографии (хроматограф Clarus 500, Perkin Elmer, колонка 60м, 0,25 мм, SolGel MS-1).

Результаты экстракции и содержания в экстрактах мальтенов и асфальтенов приведены в таблице.